

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**МЕТОДИКА
РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ
ПОТЕРЬ В "ГОРЯЧЕМ" НЕФТЕПРОВОДЕ
РД 39-30-480-80**

1981

Министерство нефтяной промышленности
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ,
ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
ВНИИСПНефть
МИНХ и ГП им. И.М.Губкина

УТВЕРЖДЕНА

Первым заместителем Министра
нефтяной промышленности

_____ В.И.Крестьянин

11 декабря 1980 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ
МЕТОДИКА
РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ
ПОТЕРЬ В "ГОРЯЧЕМ" НЕФТЕПРОВОДЕ
РД 39-30-480-80

Методика расчета гидравлических и тепловых потерь в "горячем" нефтепроводе предназначена для проектирования "горячих" трубопроводов и гидравлических расчетов на действующих трубопроводах.

Методика охватывает области ламинарного и турбулентного режима движения нефтей в трубопроводах, отвечающих реологическим моделям Швецова-Бингама и Балкли-Гершеля.

Базой для составления методики явились теоретические и экспериментальные исследования, выполненные во ВНИИСПНефть и МВНХ и ГИ им. Губкина И.М.

Авторами "Методики..." являются:

д.т.н., профессор Гусейнзаде М.А.;

д.т.н., профессор Юфин В.А.,

к.ф-м.н., доцент Харян В.Т.,

к.т.н. Мишин Э.А.,

к.т.н. Стаин А.М.,

Литова Г.Г.

к.т.н., с.н.с. Сквородников Ю.А.,

к.т.н., с.н.с. Свиридов В.П.

Титов Н.С.,

Ризвичов Н.Р.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

В "ГОРЯЧЕМ" НЕФТЕПРОВОДЕ

РД 39-30-480-80

Вводится взамен РД 39-30-139-79

в части разделов 3 и 4

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 29.12.80 № 714

Срок введения установлен с 30.12.80

Срок действия до 30.12.85

Настоящая методика позволяет:

1. При известной начальной и конечной температуре нефти в трубопроводе рассчитать длину участка, на котором происходит падение температуры, а также потери напора на трение.
2. По начальной температуре подогрева и длине участка определить конечную температуру на участке и потери напора на трение.
3. По конечной температуре на участке и длине участка определить начальную температуру подогрева.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Подстрочные индексы:

- B - величина относится к воздуху;
 b_n - величина берется на внутренней поверхности трубопровода;
 K - конечное значение величины на участке;
 $кон$ - величина рассматривается в условиях конвекция;
 $кр$ - величина относится к критическому сечению, в котором турбулентный режим сменяется ламинарным;
 $луч$ - величина рассматривается в условиях лучеиспускания;
 n - начальное значение величины на участке;
 $нар$ - величина берется на наружной поверхности трубы;
 $нп$ - величина относится к началу кристаллизации парафина;
 $о$ - величина относится к окружающей среде;
 $сн$ - величина относится к снегу;
 i - величина относится к i -му слою изоляции;
 f - параметр взят при средней температуре потока;
 w - параметр взят при средней температуре стенки;
 $*$ - параметр относится к характерной для данного участка трубопровода величине.

Техническая характеристика трубопровода:

- $D_{вн, м}$ - внутренний диаметр трубопровода;
 $D_{нар, м}$ - внешний диаметр трубопровода;
 $h_0, м$ - глубина заложения оси трубопровода;
 $h', м$ - приведенная глубина заложения;
 $l, м$ - текущая длина вдоль трубопровода;
 $L, м$ - полная длина трубопровода;

Тепловые и гидравлические характеристики перекачиваемой жидкости:

- $A, 1/^\circ\text{C}$ - константа в формуле (20) для определения потерь давления;
- $\alpha, \frac{\text{м}^2}{\text{сек}}$ - коэффициент температуропроводности;
- $B, 1/^\circ\text{C}$ - показатель крутизны зависимости минимального напряжения сдвига от температуры;
- $C, \frac{\text{дж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ - весовая теплоемкость;
- $G, \frac{\text{кг}}{\text{сек}}$ - массовый расход;
- $P, \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$ - давление;
- $t, ^\circ\text{C}$ - температура;
- $U, 1/^\circ\text{C}$ - показатель крутизны зависимости вязкости от температуры;
- $V, \frac{\text{м}}{\text{сек}}$ - средняя скорость жидкости в сечении трубопровода;
- $\alpha_{\text{ст}}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$ - коэффициент теплоотдачи от жидкости к стенке;
- $\beta, 1/^\circ\text{C}$ - коэффициент объемного расширения;
- $\rho, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ - плотность нефти;
- $\eta, \frac{\text{н} \cdot \text{сек}}{\text{м}^2}$ - динамический коэффициент вязкости (бингамовской или неньютоновской);
- $\eta_0, \frac{\text{н} \cdot \text{сек}}{\text{м}^2}$ - фиктивная вязкость при температуре t_0 , определяемая экспоненциальной аппроксимацией функцией $\rho(t)$;
- $\lambda, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$ - коэффициент теплопроводности;
- $\gamma, \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ - удельный вес нефти;
- $\tau, \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$ - минимальное напряжение сдвига;
- $\tau_0, \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$ - фиктивное значение минимального напряжения сдвига при температуре t_0 , определяемое экспоненциальной аппроксимацией функцией $\tau(t)$;
- $\bar{\tau}, \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$ - касательное напряжение;
- $\Pi, \%$ - содержание парафина в нефти;

- n - показатель нелинейности для нелинейного вязкопластика;
 $A_n, 1/^\circ\text{C}$ - коэффициент, входящий в показатель нелинейности;
 B_n - коэффициент, входящий в показатель нелинейности.

Характеристика окружающей среды:

- $g, \text{м/сек}^2$ - ускорение земного притяжения;
 $K, \frac{\text{Дж}}{\text{м}^2 \text{сек}^\circ\text{C}}$ - полный коэффициент теплопередачи от задкости в окружающую среду;
 $t_0, ^\circ\text{C}$ - температура окружающей среды в ненарушенном тепловом состоянии в горизонтальной плоскости расположения оси трубопровода;
 $W, \text{м/сек}$ - скорость ветра;
 $\alpha_B, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{C}^\circ}$ - коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух;
 $\alpha_{нар}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{C}^\circ}$ - коэффициент теплоотдачи от трубопровода в окружающую среду;
 $S, \text{м}$ - толщина слоя;
 ω - влажность грунта в процентах к объему;

Безразмерные критерии:

- $Gr = \frac{g \beta D_{вн}^2 \Delta t \rho^2}{\eta^2}$ - параметр Грасгофа;
 $И = \frac{\tau D_{вн}}{\rho V} = \frac{\tau D_{вн} \pi \gamma}{4 G \rho}$ - параметр Ильюшина;
 $Nu = \frac{\alpha_{вн} D_{вн}}{\lambda}$ - параметр Нуссельта;
 $Re = \frac{V D_{вн}}{\alpha} = \frac{4 G}{\pi D_{вн} \gamma \alpha}$ - параметр Пекле;
 $He = \frac{\tau D_{вн}^2 \rho}{\eta^2} = \frac{\tau D_{вн}^2 \gamma}{g \rho^2}$ - параметр Хедстрема;

$$Pr = \frac{\rho}{\alpha \rho} = \frac{\rho \rho}{\alpha \rho} \quad - \text{ параметр Прандтля;}$$

$$Re = \frac{v D_{\text{вн}} \rho}{\eta} = \frac{4 G}{\pi D_{\text{вн}} \eta} \quad - \text{ параметр Рейнольдса;}$$

$$Re^* = \frac{8 Re}{H + 2(1 + \sqrt{9 + H})} \quad - \text{ обобщенный параметр Рейнольдса для линейных вязкопластиков.}$$

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Исходные данные должны включать в себя:

1. Техническую характеристику трубопровода

1.1. Производительность перекачки G .

1.2. Внутренний и наружный диаметры трубопровода $D_{вн}$ и $D_{нар}$;

1.3. Длину трубопровода L .

1.4. Глубину заложения трубопровода, считая по оси h_0 .

1.5. Материал и толщину изоляции.

1.6. Начальную и конечную температуру жидкости.

Величины по пунктам 1.3 и 1.6 могут совместно не задаваться.

2. Характеристику перекачиваемой жидкости: зависимости плотности ρ , коэффициента теплопроводности λ , удельной теплоемкости, вязкости η и предельного (динамического) напряжения сдвига τ от температуры, а для нелинейного вязкопластика еще зависимость от температуры показателя нелинейности n .

3. Характеристику внешней среды

3.1. Сведения о распределении грунтов по трассе трубопровода.

3.2. Данные о температуре, влажности, теплоемкости, объемном весе и коэффициенте теплопроводности грунтов на глубине заложения по месяцам года.

3.3. Данные по срокам выпадания и толщине снегового покрова в районах прохождения трассы трубопровода.

Определение характеристик жидкости желательно провести в лаборатории непосредственно на нефти (нефтепродукте), предназна-

наченной для перекачки. Если такое определение по какому-либо причинам окажется невозможным, то часть характеристик можно рассчитать.

Весовая теплоемкость рассчитывается по формуле Крэгга I

$$C = \frac{419}{\sqrt{10} \rho_{15}} (0,403 + 0,00081t), \text{ дж/кг} \cdot \text{°C}. \quad (1)$$

Коэффициент теплопроводности также рассчитывается по формуле Крэгга I

$$\lambda = \frac{1,1716 \cdot 10^{-4}}{\rho_{15}} (1 - 0,00054t) \text{ Вт/м} \cdot \text{°C}. \quad (2)$$

Особенностью вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов является высокое содержание парафина. Поэтому для них необходимо дополнительно иметь лабораторные данные о температуре начала и конца кристаллизации парафина $t_{мн}$ и $t_{кп}$.

При ориентировочных расчетах величину интервала ($t_{мн}, t_{кп}$) можно принимать равной $40 \pm 50^\circ\text{C}$, а температуру $t_{мн}$ выбирать в пределах $40 \pm 50^\circ\text{C}$ [2]. Содержание парафина в некоторых нефтях [3,4,5] дано в приложении I.

Нелинейно-вязкопластичная нефть описывается реологическим уравнением Бэллери-Гершала

$$\dot{\epsilon} = \eta(t) \left(\frac{\partial v}{\partial r} \right)^n + \tau(t)$$

где η - константность, τ - предельное напряжение сдвига и n - показатель нелинейности.

Зависимость от температуры $\eta(t), \tau(t)$, полученные при лабораторных испытаниях даются обычно таблицей. На каждом интервале изменения температуры, не превышающем $10 \pm 15^\circ\text{C}$, зависимость $\eta(t)$ можно аппроксимировать аналитически формулой

$$\eta(t) = \eta_0 e^{-u(t-t_0)}, \quad (3)$$

где t_* - некоторое значение температуры в данном интервале,
 $\rho_* = \rho(t_*)$. Величину U можно вычислить по формуле

$$U = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\rho_1}{\rho_2}, \quad (4)$$

где t_1, t_2 - какие-либо два значения температуры в данном интервале, для которых таблица дает соответствующие значения вязкости ρ_1, ρ_2 . В частности, t_* может совпадать с t_1 или t_2 .

Совершенно аналогичной формулой можно аппроксимировать зависимость $\tau(t)$:

$$\tau(t) = \tau_* e^{-B(t-t_*)}, \quad (5)$$

$$B = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\tau_1}{\tau_2}. \quad (6)$$

если только рассматриваемый интервал температур удален от температуры t_{mn} на $5+10^\circ\text{C}$. В непосредственной близости от t_{mn} формулу (5) надо заменить формулой

$$\tau(t) = \tau_* \frac{e^{-Bt} - e^{-Bt_{mn}}}{e^{-Bt_*} - e^{-Bt_{mn}}} \quad (7)$$

и величину B следует находить из уравнения

$$\frac{\tau_1}{\tau_2} e^{B(t_{mn}-t_2)} - e^{B(t_{mn}-t_1)} = \frac{\tau_1}{\tau_2} - 1.$$

Это можно сделать методом последовательных приближений, найдя первое приближение B_1 по формуле (6), а следующее - по формуле

$$B_n = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\tau_1}{\tau_2 + (\tau_1 - \tau_2) e^{-B_{n-1}(t_{mn}-t_1)}} \quad (8)$$

до получения удовлетворительной точности.

Показатель нелинейности $n(t)$ при $t < t_{mn}$ аппроксимируется линейно по формуле

$$n = A_4 t + B_4. \quad (9)$$

При $t \geq t_{mn}$ считается $n = 1$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ УЧАСТКОВ
С РАЗЛИЧНЫМИ РЕЖИМАМИ ТЕЧЕНИЯ

При перекачке подогретых вязкопластичных жидкостей в результате падения температуры вдоль трубопровода изменяются физические свойства нефти. Вследствие этого в трубопроводе могут иметь место несколько режимов течения. Каждому из них, в принципе, соответствует свой закон изменения средней по сечению температуры и давления.

В общем случае на начальном участке наблюдается турбулентный режим течения, на конечном - ламинарный. Кроме того, при температуре $t_{нп}$, в результате выпадения парафина начинают проявляться вязкопластичные свойства нефти. Табличная картина изменения средней температуры нефти по длине трубопровода показана на рис. I /6/.

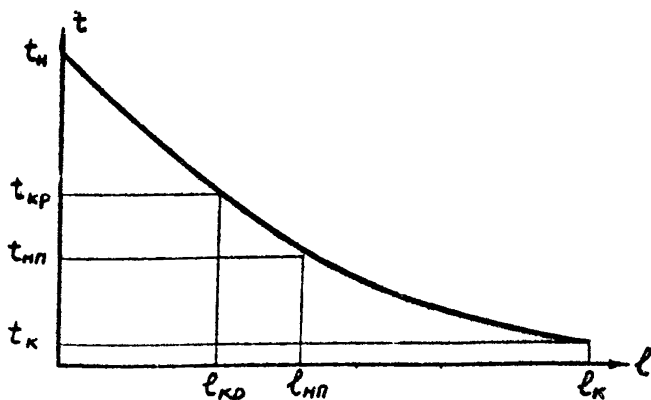


Рис. I. Изменение температуры нефти вдоль трубопровода

При этом могут иметь место три случая:

1. При $t_{нп} > t_{кр} (Re_{нп}^* > Re_{кр}^*)$ на участке до сечения $l_{нп}$ наблюдается ньютоновское турбулентное течение на участке $(l_{нп}, l_{кр})$ - неньютоновское турбулентное течение, а на участке $(l_{кр}, l_{л})$ - неньютоновское, ламинарное (структурное) течение.

2. При $t_{нп} < t_{кр} (Re_{нп}^* < Re_{кр}^*)$ жидкость будет обладать ньютоновскими свойствами на всем турбулентном участке до сечения $l_{кр}$. Участок $(l_{кр}, l_{нп})$ соответствует ламинарному ньютоновскому течению, а участок $(l_{нп}, l_{л})$ - ламинарному неньютоновскому течению.

3. При $t_{нп} = t_{кр}$ течение разбивается на турбулентный ньютоновский (до $l_{кр}$) и ламинарный неньютоновский участки.

Для определения температуры $t_{кр}$, при которой турбулентный режим течения сменяется ламинарным [7] находится зависимость $Ne(t)$ в интервале температур, при которых перекачивается нефть. Пользуясь вспомогательным стандартным графиком $Re_{кр}^*(Ne)$ (рис.2), строится зависимость $Re_{кр}^*(t)$.

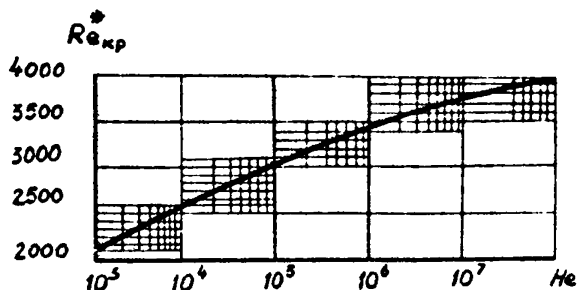


Рис.2. График зависимости $Re_{кр}^*$ от Ne

Затем рассчитывается и строится (на том же чертеже) график зависимости $Re^*(t)$. Точка пересечения кривых $Re^*(t)$ и $Re_{кр}^*(t)$ имеет абсциссой искомую температуру $t_{кр}$. Температура $t_{нп}$ должна входить в число исходных данных.

ТЕПЛОТОЙ РАСЧЕТ НА ТУРБУЛЕНТНОМ УЧАСТКЕ

При тепловом расчете турбулентного участка нет необходимости делить его на части, соответствующие ньютоновскому и неньютоновскому течениям (если $t_{нп} > t_{кр}$), поскольку неньютоновские свойства на турбулентном участке трубопровода ещё не оказывают заметного влияния на теплообмен. Длина этого участка рассчитывается по формуле Пухова

$$l_{кр} = \frac{Gc}{D_{вн} \pi K} l_n \frac{t_n - t_o}{t_{кр} - t_o}. \quad (10)$$

В качестве c выбирается среднее значение теплоемкости на участке. Коэффициент теплопередачи определяется из соотношения

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_{вн}} + \frac{D_{вн}}{D_{нар}} \cdot \frac{1}{\alpha_{нар}} + D_{вн} \sum \frac{1}{2\lambda_i} l_n \frac{D_{нар} i}{D_{вн} l} \quad (11)$$

Коэффициент теплоотдачи от жидкости к стенке $\alpha_{вн}$ оказывает несущественное влияние на K в случае турбулентного течения [3, 9, 10], и его можно не учитывать, положив в (11) $1/\alpha_{вн} = 0$.

Обратимся к определению внешнего коэффициента теплоотдачи $\alpha_{нар}$.

При подземной прокладке трубопровода рекомендуется вычислять его по формуле Борштеймера-Гребера [11/

$$\alpha_{нар} = \frac{2\lambda_{гп}}{D_{нар} \epsilon_n \left[\frac{2h'}{D_{нар}} + \sqrt{\left(\frac{2h'}{D_{нар}}\right)^2 - 1} \right]} \quad (12)$$

где

$$h' = h_0 + \frac{\lambda_{гп}}{\alpha_B} \quad (13)$$

и α_B есть коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух ($\alpha_B \approx 11,6 + 17,4 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°C}$). Коэффициент α_B можно определять также по данным Фокна /12/ (см. приложение 2).

При наличии снегового покрова его теплоизолирующее влияние учитывается добавлением в (13) ещё одного слагаемого (соответствующего фактивному слою грунта того же теплового сопротивления, что снежный слой). Таким образом, вместо (13) будет

$$h' = h_0 + \frac{\lambda_{гп}}{\alpha_B} + \delta_{сн} \frac{\lambda_{гп}}{\lambda_{сн}} \quad (14)$$

где $\delta_{сн}$ - толщина снегового покрова. Для уплотненного снега $\lambda_{сн} = 0,40$, для свежавывавшего $\lambda_{сн} = 0,93$.

Из структуры расчетных формул $\alpha_{нар}$ видно, что правильность расчета $\alpha_{нар}$ существенно зависит от правильности выбора $\lambda_{гп}$. Коэффициент теплопроводности $\lambda_{гп}$ зависит как от типа грунта, так и от температуры, влажности, степени уплотнения и состава.

Так, при равных значениях пористости и влажности теплопроводность песка выше, чем супеся. Теплопроводность песчаных грунтов можно определить по формуле Е.П.Шубина /13/.

$$\lambda_{гп} = \frac{\sqrt{250(\omega + 23) - \omega^2}}{100 - 0,0385 \rho_{гп}} \quad (15)$$

Работающий горячий трубопровод образует в грунте взаимосвязанное температурное и влажностное поле, определяющее эффективный коэффициент теплопроводности грунта. Для глинистого грунта в интервале температур стенки трубопровода 30-60°C можно принять

весной, летом и осенью

$$\lambda_{гp} = 0,4246 + 0,0057t \quad (16)$$

в зимой (в интервалах $30+70^{\circ}\text{C}$)

$$\lambda = 1,38 - 0,007t. \quad (17)$$

Для более высоких температур стенки трубы ($60+100^{\circ}\text{C}$) летом, весной и осенью следует принять $\lambda_{гp} = 0,766$, а зимой (при температурах $70+100^{\circ}\text{C}$) $\lambda_{гp} = 0,858$. Для сухих песчаных грунтов результаты, полученные по формулам (16) и (17) надо увеличить приблизительно в 1,5 раз.

Наличие искусственной тепловой изоляции, как следует из формулы (II) снижает влияние довольно грубо вычисляемой величины $\alpha_{нар}$ на значение K и тем самым позволяет более точно осуществить расчет по формуле (10). Само собой разумеется, что и тепловые потери при этом оказываются меньшими.

Тепловая изоляция оказывает основное термическое сопротивление тепловым потерям при наземной прокладке горячих трубопроводов, когда $\alpha_{нар}$ оказывается довольно большим. Величины коэффициентов теплопроводности различных типов тепловой изоляции по данным С.В.Хажянова /14/ приведены в приложении 3 в зависимости от средней температуры слоя изоляции $t_{ар}$. Эта температура определяется по таблице приложения 4.

Для наземных трубопроводов коэффициент $\alpha_{нар}$ представляет собой сумму коэффициентов теплоотдачи конвекцией и лучением:

$$\alpha_{нар} = \alpha_{кон} + \alpha_{луч}$$

и может приближенно определяться по формуле /15/

$$\alpha_{нар} = 11,6 + 6,96\sqrt{W}. \quad (18)$$

При прокладке горячего трубопровода в воде коэффициент теплоотдачи от стенки трубопровода к воде определяется по формулам свободной конвекции /16/.

1. Непроточная вода:

$$Nu = C_1 (Gr \cdot Pr)^{m_1}, \quad (19)$$

где значения C_1 и m_1 определяются по табл. приложения 5. При этом физические характеристики для вычисления произведения относят к средней температуре

$$t_{cp} = \frac{t_{нар} + t_0}{2}$$

и за линейный размер принимается $D_{нар}$.

2. Проточная вода (поперечное обтекание):

$$Nu = C_2 Re^{m_2} Pr^{0,35}, \quad (20)$$

где значения C_2 и m_2 выбираются по табл. приложения 6.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТУРБУЛЕНТНОГО УЧАСТКА

Будем вычислять потери давления ΔP на участке турбулентного течения жидкости у которой вязкость ϱ и минимальное напряжение сдвига τ существенно зависят от температуры. Мы предположим, что эта зависимость описывается формулами (3)–(6).

Величина ΔP для турбулентного участка (t_n, t_k) вычисляется по различным формулам в зависимости от числа Хедстрема

$$He = \frac{\tau D_{эн}^2 \varrho}{\rho^2} [17,18]:$$

1) При $He < 2 \cdot 10^9$ (Область действия закона Блазуса)

$$\Delta P = \frac{2,54 c Re_*^{-0,25}}{\varrho K} \left(\frac{G}{\pi D_{эн}^2} \right)^5 e^{u \frac{t_n - t_0}{4}}. \quad (21)$$

$$\cdot \left[E_1 \left(-u \frac{t_n - t_0}{4} \right) - E_1 \left(-u \frac{t_k - t_0}{4} \right) \right].$$

где $Re_* = Re(t_0)$

2) При $2 \cdot 10^9 \leq He \leq 1,3 \cdot 10^6$

$$\Delta P = \frac{13,75c}{\rho K} \left(\frac{G}{\pi D_{\text{вн}}^2} \right)^3 \text{Re}_*^{-1/4} \text{Re}_*^{-0,49 \text{He}_*^{-0,1}} e^{-A(t_* - t_0)} \cdot \left[E_i(-A(t_n - t_0)) - E_i(-A(t_K - t_0)) \right], \quad (22)$$

где $\text{He}_* = \text{He}(t_*)$,

$$A = 0,49 \text{He}_*^{-0,1} \nu + \frac{24-B}{4}. \quad (23)$$

Формула (22) пригодна, если участок (t_n, t_K) отстоит на несколько (не больше пяти) градусов от $t_{\text{нп}}$. В противном случае следует брать более короткие участки.

Если $t_n = t_{\text{нп}}$ и величина участка (t_n, t_K) составляет $2-3^\circ\text{C}$, можно вместо (22) использовать формулу

$$\Delta P = \frac{18,35c}{\rho K} \left(\frac{G}{\pi D_{\text{вн}}^2} \right)^3 \text{Re}_*^{-0,49 \text{He}_*^{-0,1}} \left\{ \frac{(t_n - t_K)^3 e^{-B(t_K - t_{\text{нп}})}}{B \text{He}_*} - 1 \right\}^{1/4} \quad (24)$$

При этом используется аппроксимация (7), (8).

3) При $\text{He} \geq 10^6$

$$\Delta P = \frac{0,128 G^2}{\pi^2 D_{\text{вн}}^5 \rho} (t_K - t_n). \quad (25)$$

ТЕПЛОВОЙ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЛАМИНАРНОГО УЧАСТКА

Расчет падений температур и давлений на ламинарном участке производится по-прежнему, в зависимости от величины внешнего коэффициента теплоотдачи $\alpha_{\text{нар}}$ и показателя нелинейности и вязкопластичных свойств нефти.

1) Если величина $\alpha_{\text{нар}}$ не превышает двух-трех единиц и $\Omega = 1$, то расчет может вестись в "гидравлическом" приближении, аналогично расчету турбулентного участка. При этом, по-прежнему

длина участка ламинарного течения связана с температурами его начального и конечного сечений формулой

$$l_K - l_N = \frac{Gc}{D_{\text{см}} \pi K} l_N \frac{t_N - t_o}{t_K - t_o} \quad (26)$$

В этом случае тепловой расчет можно даже вести не разбивая трубопровод на участки турбулентного и ламинарного течения /10/, если только величины c , K меняются вдоль трубопровода меньше, чем на 10%, т.е. можно применять формулу (26) ко всему трубопроводу сразу.

Падение давления на ламинарном участке вычисляется по формуле /18/:

$$\Delta P = \frac{4\tau_o Gc}{\pi K D_{\text{см}}^2} \left[f(B) + \frac{2}{\sqrt{U_N}} \exp\left(\frac{B-U}{2}(t_N - t_o)\right) f\left(\frac{B+U}{2}\right) + \frac{4}{U_N} \exp\left((B-U)(t_o - t_N)\right) f(U) \right], \quad (27)$$

где введены обозначения

$$f(x) = E_i(-x(t_N - t_o)) - E_i(-x(t_o - t_N)), \quad (28)$$

$$U_N = \frac{\pi \rho D_{\text{см}}^3 \tau_N}{4 G \rho_N}.$$

При этом используются формулы (5), (3) для аппроксимации функций $\tau(t)$, $\rho(t)$ на рассматриваемом участке.

2) Если при $n = 1$ величина коэффициента $\alpha_{\text{нар}}$ достигает двух-трех единиц, а также в случае $n \neq 1$ тепловой и гидравлический расчет по вышеприведенным формулам приводит к слишком большим ошибкам и следует применять более точные методы, описанные в [19,20,22]. Эти методы приводят к довольно сложным формулам, неудобным для ручного счета. Поэтому следует вести расчет на ЭВМ методом, основанным на следующих соображениях.

Нелинейные свойства вязкопластика существенно проявляются только в ламинарной зоне. В турбулентной зоне показатель нелинейности n равен единице или, по крайней мере, близок к единице. Поэтому при расчете турбулентного участка не делалось различия между линейным и нелинейным вязкопластиком.

Расчет нелинейного вязкопластика на ламинарном участке производится по [22]. Совместно решаются уравнение энергии, постоянства расхода и движения конечно-разностным методом. На стенках трубы считается скорость равна нулю и учитывается теплообмен с окружающей средой. Расчет может быть выполнен только на ЭЕМ.

В приложении 7 дана инструкция для пользования соответствующей программой.

В приложении 8 дана сама программа на алгоритмическом языке ФОРТРАН.

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

Пример I.

Произвести тепловой и гидравлический расчет нефтепровода диаметром 1020 x 12 мм. Нефтепровод уложен в сухой песчаный грунт без изоляции на глубине 1,3 м до оси трубы. Температура грунта на глубине заложения 13,2°C. Плотность грунта 185,5 кг/м³. Производительность перекачки 977,8 т/час. Начальная температура на участке 57,4°C, конечная 34,2°C. Содержание парафина в нефти 15%. Температура начала парафинизации 45°C, конца 5°C. Теплофизические свойства нефти приведены в таблице.

°C	20	25	30	35	40	50	60
ρ	852,3	849,5	846,7	843,9	841,1	835,5	829,9
c	1899,7	1917,3	1935,8	1954,2	1972,7	2009,1	2046,0
λ	0,1355	0,1351	0,1348	0,1344	0,1341	0,1333	0,1326
ν	0,43	0,218	0,11	0,055	0,027	0,016	0,0096
τ	153	43	12	3,3	-	-	-

I. Чтобы вычислить температуру $t_{кр}$ перехода турбулентного течения в ламинарное, надо иметь графики $Re^*(t)$ и $Re^*_{кр}(t)$. Поскольку лабораторные данные не содержат значений τ при $t > 35^\circ\text{C}$ мы вычислим их, пользуясь формулами (7), (6) и (8) при $t_1 = 30^\circ\text{C}$, $t_2 = 35^\circ\text{C}$, $t_* = t_2$.

Имеем

$$B_1 = \frac{1}{5} \ln \frac{12,0}{3,3} = 0,258$$

$$B_2 = \frac{1}{5} \ln \frac{12,0}{3,3 + 8,7e^{-0,258 \cdot 15}} = 0,247$$

$$B_3 = \frac{1}{5} \ln \frac{12,0}{3,3 + 8,7e^{-0,247 \cdot 15}} = 0,246.$$

Положим $B = 0,246 \text{ l}^\circ\text{C}$. Таким образом, $\tau(t)$ при $45^\circ\text{C} > t > 35^\circ\text{C}$ вычисляется по формуле (7):

$$\tau(t) = 0,308 \left[e^{\frac{-0,246(t-45)}{-1}} \right].$$

Значения $\nu(t)$ при $40^\circ\text{C} < t < 45^\circ\text{C}$ вычислим по формулам (3), (4) при $t_1 = 40^\circ\text{C}$, $t_2 = 50^\circ\text{C}$ и $t_* = 40^\circ\text{C}$, что дает

$$\nu(t) = 0,027 e^{-0,0525(t-40)}.$$

Сведем данные, необходимые для построения графиков в таблицу.

$^{\circ}\text{C}$	30	35	40	41	42	43	44	45
τ	12,0	3,3	0,746	0,517	0,336	0,195	0,086	0
ρ	0,11	0,055	0,027	0,0256	0,024	0,023	0,0219	0,0208
φ	846,7	843,9	841,1	840,5	839,4	838,8	838	837,4
μ	264	145	66,5	48,6	33,4	20,3	9,45	0
$Re \cdot 10^3$	3,17	6,33	12,9	13,6	14,5	15,13	15,9	16,75
$Re_* \cdot 10^{-3}$	0,085	0,295	1,2	1,65	2,4	3,64	6,2	16,75
$Ne \cdot 10^{-5}$	8,3	9,1	8,5	6,6	4,3	3,6	1,5	0
$Re_{кр}^* \cdot 10^{-3}$	3,4	3,4	3,4	3,36	3,3	3,25	3,1	2,1

При вычислениях ρ применялась линейная интерполяция между значениями исходной таблицы.

На рис.3 видно, что точка пересечения графиков $Re^*(t)$ и $Re_{кр}^*(t)$ соответствует температуре $t_{кр} = 42,6^{\circ}\text{C}$.

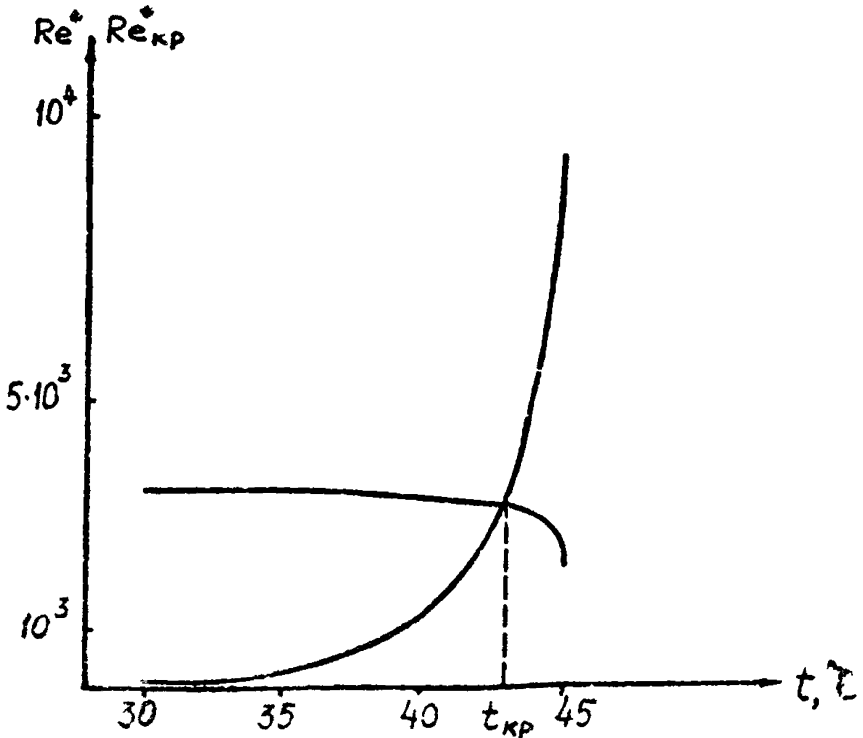


Рис.3. Определение $t_{кр}$

Таким образом, трубопровод разбивается на три участка: турбулентный ньютоновский $57,4^{\circ}\text{C} - 45^{\circ}\text{C}$, турбулентный неньютоновский $45^{\circ}\text{C} - 42,6^{\circ}\text{C}$, ламинарный неньютоновский $42,6^{\circ}\text{C} - 34,2^{\circ}\text{C}$.

2. Перейдем к тепловому расчету, для чего следует прежде всего вычислить полный коэффициент теплоотдачи. Теплопроводность грунта $\lambda_{гп}$ считается по формуле (15) при $\omega = 0$.

$\lambda_{гп} = 0,812 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^{\circ}\text{C}}$. Чтобы найти $\alpha_{нар}$ по формуле (12) подготовим

$$h = h_0 + \frac{\lambda_{гп}}{\alpha_в} = 1,3 + \frac{0,812}{11,6} = 1,37 \text{ м.}$$

$$\frac{2h'}{D_{нар}} = \frac{2,137}{1,02} = 2,69$$

после чего имеем:

$$\alpha_{нар} = \frac{2 \cdot 0,812}{1,02 \ln[2,69 + \sqrt{(2,69)^2 - 1}]} = 0,9686 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}$$

$$K = \alpha_{нар} \cdot \frac{D_{нар}}{D_{вн}} = 0,9906 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}.$$

Поскольку $\alpha_{нар}$ порядка единицы, можно применять формулу Шухова по всей длине трубопровода. Выберем в качестве c среднее значение теплоемкости на интервале температур $35^{\circ} - 60^{\circ}\text{C}$

$$c = \frac{1}{2} (1954,2 + 2046,0) = 2002,8 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}}$$

Формула (26) дает теперь для полной длины трубопровода

$$L = \frac{271,6 \cdot 2002,8}{0,996 \cdot \pi \cdot 0,9906} \ln \frac{57,4 - 13,2}{34,2 - 13,2} = 128 \cdot 10^3 \text{ м.}$$

3. Проведем гидравлический расчет турбулентного ньютоновского участка $57,4^{\circ}\text{C} - 45^{\circ}\text{C}$ с использованием формулы (21). Для вязкости возьмем формулы (3), (4) при $t = 45^{\circ}\text{C}$, $t = 60^{\circ}\text{C}$, $t^* = 45^{\circ}\text{C}$. Имеем

$$u = \frac{1}{15} \ln \frac{0,0208}{0,096} = 0,0662 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta P = \frac{2,54 \cdot 2002,8 \cdot 16750^{-0,25}}{235,5 \cdot 0,9906} \left(\frac{272,0}{\pi 0,99^2} \right)^3 e^{0,0862 \cdot 7,95}$$

$$\times \left[E_i \left(-\frac{44,2}{4} \cdot 0,0662 \right) - E_i \left(-0,0662 \cdot \frac{31,8}{4} \right) \right] =$$

$$= 165102,3 \left[E_i(-0,73) - E_i(-0,527) \right] = 157150 \text{ } \text{H}/\text{м}^2.$$

4. Перейдем к гидравлическому расчету турбулентного невязтоновского участка $45^\circ\text{C} + 42,6^\circ\text{C}$. Поскольку число Хадстрема на этом участке порядка 10^5 , следует применять формулу (24). Выберем $t_s = 44^\circ\text{C}$. Тогда $Re_s = 6,2 \cdot 10^3$; $Ne_s = 1,5 \cdot 10^5$; $B = 0,246 \text{ } ^\circ\text{C}$; $\rho = 838 \text{ кг}/\text{м}^3$; $c = 1990 \frac{\text{дж}}{\text{кг}^\circ\text{C}}$.

Имеем

$$\Delta P = \frac{18,35 \cdot 1990}{838 \cdot 0,991} \cdot \left(\frac{272}{\pi 0,99^2} \right)^3 \cdot \frac{(6,2 \cdot 10^3)^{-0,49} \cdot 3,5^{-1}}{42,6 - 13,2}$$

$$\left\{ \frac{(45 - 42,6)^3 [e^{-0,246(44-45)} - 1]}{0,246 \cdot 1,5 \cdot 10^5} \right\}^{1/4} = 27468 \text{ } \text{H}/\text{м}^2.$$

5. Рассчитаем потери на ламинарном вязтоновском участке $42,6^\circ\text{C} + 34,2^\circ\text{C}$ по формуле (27). Положив $t_1 = 35^\circ\text{C}$, $t_2 = 40^\circ\text{C}$, найдем u и B по формулам (4) и (5):

$$u = \frac{1}{5} \ln \frac{0,055}{0,027} = 0,1426 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$B = \frac{1}{5} \ln \frac{3,3}{0,746} = 0,293 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

По формуле (16) найдем $\tau_s = \tau(t) = 3,3 e^{-0,293(13,2-35)} = 1,95 \cdot 10^5 \text{ } \text{H}/\text{м}^2$. Определяем $И_n = И(42,6)$ интерполировав $И$ для 42°C и 43°C , получая $И_n = 25,24$.

Далее

$$f(B) = E_i(-0,293 \cdot 20,4) - E_i(-0,293 \cdot 21) = 0,2693 \cdot 10^{-3};$$

$$f\left(\frac{B+U}{2}\right) = E_i(-0,218 \cdot 29,4) - E_i(-0,218 \cdot 21) = 1,657 \cdot 10^{-3}$$

$$f(U) = E_i(-0,1426 \cdot 29,4) - E_i(-0,1426 \cdot 29,4) = 10,045 \cdot 10^{-3}$$

Применяем формулу (27):

$$\Delta P = \frac{4 \cdot 1,95 \cdot 10 \cdot 272 \cdot 2002}{0,9906 \cdot 0,99^2 \pi} \left[0,2693 + \frac{2}{25,24} e^{-2,21} \cdot 1,657 + \right. \\ \left. + \frac{4}{25,24} e^{-4,42} \cdot 10,045 \right] = 450500 \text{ Н/м}^2$$

Итак, полное падение давления в трубопроводе равно

$$\Delta P = 157150 + 27468 + 490500 = 675118 \text{ Н/м}^2$$

Сопоставим данные расчета с фактическими данными, замеренными на действующем промышленном нефтепроводе, параметры которого приведены в условии.

Замеренная длина перегона, на котором температура нефти падает от $57,4^{\circ}\text{C}$ до $34,2^{\circ}\text{C}$ равна 134 км. Таким образом, относительная погрешность теплового расчета составляет:

$$\frac{128 - 134}{134} = -4,5\%$$

Замеренное падение давления на том же участке равно 675118 Н/м^2 . Относительная погрешность гидравлического расчета составляет

$$\frac{675118 - 618030}{675118} = 9,24\%$$

Пример 2.

Произвести тепловой и гидравлический расчет нефтепровода диаметром 529 x 8, уложенного в песчаный грунт на глубине 1,1 м от оси. Температура грунта на глубине заложения $4,57^{\circ}\text{C}$.

Производительность перекачки $435,65 \text{ м}^3/\text{час}$. Начальная и конечная температуры 63°C и $26,2^{\circ}\text{C}$. Температуры начала и конца

перегревами 40°C и 10°C. Геологические характеристики нефти приведены в таблице.

$t, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35	40	50	60
ρ	837,5	834,0	830,0	827,0	824,0	820,5	817,0	813,5	807,0	800,2
10γ	620,0	385,0	243,0	175,0	118,0					
10η	1,10	0,65	0,30	0,19	0,12	0,098	0,091	0,085	0,075	0,066

$$B = 0,078, \quad \tau = 11,8e^{-0,078(t-25)}$$

Вычисления проводятся так же, как и в предыдущем примере.

Поэтому мы не будем их подробно комментировать.

1. Сведем в таблицу данные, необходимые для вычисления $t_{кр}$.

t	25	30	35	36	37	38	39	40
τ	11,8	7,1	3,21	2,51	1,85	1,33	0,6	0
10ϱ	0,12	0,098	0,091	0,0897	0,0887	0,0874	0,0862	0,085
ρ	824	820,5	817	816,3	815,6	814,9	814,2	813,5
μ	865	725	353	280	209	152	69,7	0
$Re \cdot 10^{-4}$	2,06	2,515	2,69	2,73	2,76	2,8	2,83	2,887
$Re \cdot 10^{-3}$	0,178	0,257	0,548	0,69	0,925	1,25	2,53	28,9
$Ne \cdot 10^{-7}$	1,775	1,58	0,835	0,670	0,505	0,369	0,164	0
$Re_{кр}^* \cdot 10^8$	3,8	3,77	3,7	3,68	3,65	3,60	3,50	2,1

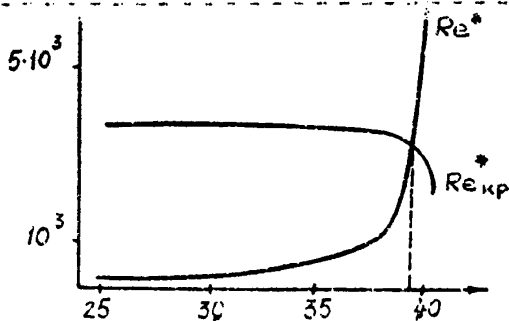


Рис. 4. Определение $t_{кр}$.

На рис.4 показано, как определяется $t_{к,р} = 39,3^{\circ}\text{C}$.

Таким образом трубопровод разбивается на три участка: турбулентный ньютоновский $63^{\circ}\text{C}+40^{\circ}\text{C}$, турбулентный неньютоновский $40^{\circ}\text{C}+39,3^{\circ}\text{C}$ и ламинарный неньютоновский $39,3^{\circ}\text{C}+26,2^{\circ}\text{C}$.

2. Перейдем к тепловому расчету, полагая

$$\lambda_{г,р} = 1,496 \text{ вт/м}^{\circ}\text{C}.$$

Имеем

$$h' = h_0 + \frac{\lambda_{г,р}}{\alpha_0} = 1,1 + \frac{1,496}{11,6} = 1,229 \text{ м},$$

$$\frac{2h'}{D_{нар}} = \frac{2 \cdot 1,229}{0,529} = 4,64,$$

$$\alpha_{нар} = \frac{2 \cdot 1,496}{0,529 \text{ вт} \left[4,64 + \sqrt{4,64^2 - 1} \right]} = 2,55 \text{ вт/м}^2\text{}^{\circ}\text{C},$$

$$K = \alpha_{нар} \frac{D_{нар}}{D_{вн}} = 2,633 \text{ вт/м}^2\text{}^{\circ}\text{C}.$$

Применим формулу Шухова ко всей длине трубопровода.

По формуле (I) имеем:

$$C = \frac{4190}{\sqrt{0,83}} (0,403 + 0,00081 \cdot 45) = 2011 \text{ вт/кг}^{\circ}\text{C}.$$

По формуле (26) находим полную длину трубопровода

$$L = \frac{88,02 \cdot 2011}{0,513 \cdot \pi \cdot 2,633} \cdot \epsilon_{г1} \frac{63 \cdot 4,57}{26,2 - 4,57} = 46000 \text{ м}.$$

3. Поскольку турбулентный неньютоновский участок весьма короток, разобьем течение приблизительно на два участка: турбулентный ньютоновский $63^{\circ}\text{C}+40^{\circ}\text{C}$ и ламинарный неньютоновский $40^{\circ}\text{C}+26,2^{\circ}\text{C}$. Произведем гидравлический расчет турбулентного участка. Имеем $(40^{\circ}\text{C}) = 28870$, т.е. течение происходит в области действия закона Блазиуса. Если $t_1 = 40^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 60^{\circ}\text{C}$, $t_0 = 40^{\circ}\text{C}$, то

$$u = \frac{1}{20} \ln \frac{0,0085}{0,0066} = 0,0126\% / \text{с}$$

применяем формулу

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{2,54 \cdot 2011 \cdot 28870^{-0,25}}{807 \cdot 2633} \left(\frac{97,66}{\pi 0,513^2} \right)^3 \frac{e^{0,0126 \cdot 35,43}}{4} \cdot \\ &\times \left[E_i \left(\frac{0,0126 \cdot 58,43}{4} \right) - E_i \left(- \frac{0,0126 \cdot 35,43}{4} \right) \right] = \\ &= 18,345 \cdot 10^{-2} (1,18 \cdot 10^2) \cdot 1,118 \left[E_i(-0,184) - E_i(-0,1118) \right] = \\ &= 144207 \text{ } \mu\text{м}^2. \end{aligned}$$

4. Рассчитаем гидравлические потери на ламинарном веньютовском участке $40^\circ\text{C} + 26,2^\circ\text{C}$ по формуле (27). Положив $t_1 = 25^\circ\text{C}$, $t_2 = 40^\circ\text{C}$, найдем:

$$u = \frac{1}{15} \ln \frac{0,012}{0,0085} = 0,023\% / \text{с}.$$

Если $t_1 = 25^\circ\text{C}$, $t_2 = 35^\circ\text{C}$, т.

$$B = \frac{1}{10} \ln \frac{11,8}{3,21} = 0,1303\% / \text{с}.$$

По формуле (5) найдем $\tau_0 = 11,8^{0,1303 \cdot 20,43} = 170 \text{ в/м}^2$.
Далее $\eta_m = 168$, $f(B) = 1,461 \cdot 10^{-2}$, $f^{B+u} = 5,97 \cdot 10^{-2}$
 $f(u) = 26,37 \cdot 10^{-2}$. Применяем формулу (27)

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{4 \cdot 170 \cdot 98 \cdot 863 \cdot 2011}{\pi \cdot 2,533 \cdot 0,263^2} \cdot \\ &\times \left(1,461 + \frac{2}{\sqrt{168}} e^{-1,825} \cdot 5,97 \cdot \frac{4}{168} e^{-3,65} \cdot 26,37 \right) = \\ &= 1030050 \text{ } \mu\text{м}^2. \end{aligned}$$

Таким образом, полное падение давления в трубопроводе составляет

$$144207 + 1030050 = 1174257 \text{ в/м}^2$$

Экспериментально замеренные значения длины трубопровода и потери давления в нем равны соответственно 44 км и 784800 н/м². Следовательно относительная погрешность теплового расчета составляет $\frac{46-44}{44} = 4,5\%$, а гидравлического

$$\frac{1174257 - 784000}{784800} \quad 100\% = 50\%$$

Проведем теперь гидравлический расчет ламинарного участка более точным методом, используя приложения 7 и 8.

Результат вычисленная согласно приложения (8) для потерь давления на ламинарном участке, соответствующем интервалу температур (t_n, t_k) или в безразмерных переменных (θ, θ_k) дает

$$\Delta P_{\text{лам}} = 0,09 \cdot 2 \cdot 0,006 \cdot 1,79 \cdot 10^6 = 1,933 \cdot 10^5 \text{ н/м}^2.$$

Переходя к размерным переменным, получим:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{лам}} \varphi V^2 = 568882 \text{ н/м}^2.$$

Учитывая, что на турбулентном участке потеря давления $\Delta P_{\text{тур}}$ получаем, что полное падение давления в трубопроводе составляет:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{тур}} + \Delta P_{\text{лам}} = 144207 + 568882 = 713089 \text{ н/м}^2.$$

Относительная погрешность гидравлического расчета таким образом равна:

$$\frac{784800 - 713089}{784800} \quad 100\% = 9\%$$

Пример 3.

Произвести тепловой и гидравлический расчет нефтепровода диаметром 1020 x 12 мм. Нефтепровод уложен в песчаный грунт без изоляции на глубине 1,3 м до оси трубы. Производительность перекачки 977,8 т/час. Температура на входе в трубопровод 57,4°C. Температура начала парафинизации 42°C. Длина трубопровода 134 км. Теплофизические свойства нефти после обработки табличных данных

имеют следующие значения: плотность - 860 кг/м^3 , весовая теплоемкость - $1950 \text{ дж/кг}^\circ\text{C}$, коэффициент теплопроводности - $0,135 \text{ Вт/м}^\circ\text{C}$, вязкость при $t \geq t_{\text{кр}}$ $\eta = 1,03e^{-0,08t} \text{ нт сек/м}^2$, consistency (вязкость) при $t < t_{\text{кр}}$ $\eta = 25,6e^{-0,16t} \text{ нт сек/м}^2$, предельное напряжение сдвига $\tau = 97600e^{-0,32t} \text{ нт/м}^2$, показатель нелинейности $n = 0,0114 \cdot t + 0,52$.

Полный коэффициент теплопередачи рассчитывается как и в примерах I, 2. Критическая температура, длина участков, давление на турбулентном участке рассчитывается по примеру I.

Критическая температура $+ 42^\circ$.

Так как температура начала парафинизации совпадает с критической температурой, то трубопровод разбивается на 2 участка: турбулентный ньютоновский $57,4+42^\circ\text{C}$ и неньютоновский.

Из расчета по формуле (39) следует, что длина турбулентного участка - 74 км, давление (получено аналогично примеру I) - 134400 н/м^2 . Длина ламинарного участка:

$$L = 134 - 74 = 60 \text{ км}$$

Потери давления на ламинарном участке рассчитаны на ЗЭМ

$$\Delta P = 599390 \text{ н/м}^2$$

Полное падение давления находим:

$$\Delta P = 134400 + 599390 \text{ н/м}^2$$

Относительная погрешность 15%.

Приложение I

Содержание парафина в некоторых нефтях

Название нефти	П%	Название нефти	П%
Андижанская	4-10	Мухановская	7-8
Арланская	3,0	Нефть о.Песчаный	14,7
Битумовая	13,6	Озек-Суатская	17-26
Бориславская	10,0	Окаремская	16,2
Величаевская	20,2	Радаевская	4-8
Галинская	14,8	Ромашкинская	5,0
Горская	10,5	Сользаводская	13,4
Гоусанская	6,3	Сухокумская	17,7
Жетибайская	10-20	Туймазинская (Девон)	3-3,5
Харновская	4,6	Узеньская	25-30
Котур-Тепинская	6,2	Хадыжевская (тяжелая)	6,6
Кувдагская	18-20	Чекмагушская	4,5
Карацухуровая	5-6	Москудинская	3,4
Минусинская	22	Красноярская (Орен.об.)	4,4

Приложение 2

Зависимость α_v от скорости ветра

Скорость ветра, м/сек	0,0	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10
α_v $\frac{8m}{M} \cdot 10^2$	6	14	19	26	30	34	37	41	44	46	49	51

Коэффициент теплопроводности
различных изоляций

Название изоляционного материала	Плотность ρ , кг/м ³	Коэффициент теплопроводности, λ , Вт/м ^{°С}
1	2	3
Асбестовый матрац, заполненный стекловолскном	200	0,058 + 0,00023 . t ср.
Асбестовый матрац, заполненный вермикулитом	220	0,081 + 0,00012 . t ср.
Асбозурит мастичный	650	0,164 + 0,00059 . t ср.
Асботермит мастичный	570	0,128 + 0,00059 . t ср.
Асбовермикулитовые плиты и сегменты	250	0,081 + 0,00023 . t ср.
Асбоцементные плиты и сегменты	400	0,092 + 0,00013 . t ср.
Вулканитовые плиты	400	0,077 + 0,00020 . t ср.
Диатомовые обжиговые изделия марки 500	500	0,116 + 0,00023 . t ср.
Диатомовые обжиговые изделия марки 500	600	0,139 + 0,00023 . t ср.
Минеральная вата в набивке под сетку по опорным кольцам из теплоизоляционного материала	300	0,064 + 0,00020 . t ср.
Маты минеральные	300	0,059 + 0,00019 . t ср.
Маты и полосы стекловолокна	200	0,042 + 0,00036 . t ср.
Маты минераловатные на синтетических смолах (феноловый войлок)	100-180	0,052 + 0,0002 . t ср.
Пенодиамитовый кирпич	450	0,093 + 0,00023 . t ср.

I	1	2	1	3
Пенобетонные изделия	400		1,090 + 0,00030	.тср.
Пенобетонные изделия	500		0,126 + 0,00030	.тср.
Пенсшамотные изделия	950		0,278 + 0,00023	.тср.
Скорлупы минераловатные офактуренные	300		0,068 + 0,00019	.тср.
Стекловолоконная вата в набивку под сетку по кольцам на теплоизоляционном материале	200		0,054 + 0,00036	.тср.
Напыленный пенополиуретан	100		0,070 + 0,1044	.тср.
Битумперлит	300-400		0,061 + 0,0928	.тср.

Приложение 4

Средняя температура изоляционного слоя

Температура окружающего воздуха, °С	Средняя температура потока, °С	
	50	100
25	45	70
15	40	65
0	35	60
-15	30	55
-30	25	45

Приложение 5

Значения коэффициентов в уравнении (22)

$Pr \cdot Gr$	c_1	m_1
$< 10^{-3}$	0,45	0
$10^{-3} - 5 \cdot 10^2$	1,18	1/8
$5 \cdot 10^2 - 2 \cdot 10^7$	0,54	1/4
$> 2 \cdot 10^7$	0,135	1/3

Приложение 6

Значения коэффициентов
в уравнении (23)

Re		c_2	m_2
от	до		
0,1	4	0,99	0,305
4	50	0,86	0,41
8	$1 \cdot 10^3$	0,59	0,47
$1 \cdot 10^2$	$5 \cdot 10^2$	0,665	0,47
$5 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^4$	0,22	0,60
$5 \cdot 10^4$	-	0,026	0,60

ИНСТРУКЦИЯ

к пользованию программой "TUMASIK"

Программа позволяет на ЭВМ серии ЕС для подземных и наземных трубопроводов:

1. По температуре нефти на входе и длине трубопровода определить потери напора на трение и температуру на выходе.

2. По температуре нефти на входе путем перебора длин (с некоторым шагом) найти потери напора на трение и длину трубопровода, обеспечивающую заданную температуру на выходе.

3. По длине трубопровода путем перебора температуры на входе (с некоторым шагом) рассчитать потери на трение и температуру на выходе, обеспечивающую заданную температуру на выходе.

Ввод исходных данных осуществляется в следующей последовательности:

- 1) $EDL [m]$ - длина трубопровода
- 2) $DI [m]$ - внутренний диаметр трубопровода
- 3) $W [m/сек]$ - средняя скорость
- 4) $TBX [^{\circ}C]$ - температура нефти на входе
- 5) $ТОК [^{\circ}C]$ - для подземного трубопровода температура грунта в ненарушенном тепловом состоянии в горизонтальной плоскости оси трубопровода, для наземного трубопровода температура воздуха вдали от трубопровода
- 6) $TBP [^{\circ}C]$ - температура начала парафинизации
- 7) $A1 [\frac{m \cdot сек}{m^2}]$ - коэффициенты, определяющие зависимость

- 8) $U1 [1/^\circ C]$ - вязкости от температуры при $t > TBP$
- 9) $T1 [^\circ C]$ $\eta = A1 \cdot e^{-U1(t-T1)}$
- 10) $A2 [1/^\circ C]$ - коэффициенты, определяющие зависимость
- 11) $U2 [^\circ C]$ - консистентности (вязкости) от темпера-
- 12) $T2 [^\circ C]$ - туры при $t < TBP$
- $\kappa = A2 \cdot e^{-U2(t-T2)}$
- 13) $A3 [MPa/M^2]$ - коэффициенты, определяющие зависимость
- 14) $U3 [1/^\circ C]$ - предельного напряжения сдвига от тем-
- 15) $T3 [^\circ C]$ - пературы $t_c = A3 \cdot e^{-U3(t-T3)}$
- 16) $A4 [1/^\circ C]$ - коэффициенты, определяющие зависимость
- показателя нелинейности от температуры
- $n = A4 \cdot t + B4$
- 17) $B4$ - в частности, если $A4 = 0, B4 = 1$, то
- вязкопластин линейный
- 18) $\chi 1 [кг/м^3]$ - плотность нефти
- 19) $\chi 2 [Вт/м^\circ C]$ - коэффициент теплопроводности нефти
- 20) $\chi 3 [А* / кг^\circ C]$ - удельная теплоемкость нефти
- 21) $D2 [м]$ - внешний диаметр трубопровода
- 22) $T1 [м]$ - толщина изоляции
- 23) $\chi 4 [Вт/м^\circ C]$ - коэффициент теплопроводности изоляции
- 24) $\chi 5 [Вт/м^\circ C]$ - для подземного трубопровода
- коэффициент теплопроводности грунта
- $[м/сек]$ - для наземного трубопровода
- скорость ветра
- 25) $H\phi [м]$ - глубина залегания оси трубопровода (для
- наземного трубопровода считать $H\phi = \phi$).
- 26) $\chi 6 [Вт/м^\circ C]$ - коэффициент теплопроводности снега
- 27) $TSN [м]$ - толщина снежного покрова
- 28) $ALFB [Вт/м^\circ C]$ - коэффициент теплоотдачи от грунта в
- воздух

29) N - целое число находящееся в интервале

$$\frac{EDL}{1000} + 0,5 < N < \frac{EDL}{1000} + 1,5$$

Для производства расчета должны быть введены все 29 перфокарт.

I-28 карты в формате F12.5

29 карта в формате I6

Выходная информация

На первых шести строках печатаются исходные данные в той же последовательности в которой они вводятся.

На последней строке печатаются результаты расчета

1 число, длина трубопровода в [м]

2 число, перепад давления в [МТ/М²]

3 число, толщина заслойной зоны в [м]

4 число, средняя температура нефти на выходе рассчитанная по формуле

$$T^* = \frac{2\pi}{5} \int_0^R W \cdot T \cdot r \cdot dr$$

5 число, средняя температура нефти на выходе рассчитанная по формуле

$$T^{**} = \frac{2\pi}{5} \int_0^R T \cdot r \cdot dr$$

Программа выполнена на алгоритмическом языке ФОРТРАН.

ПРОГРАММА "TUMASIK "

```

0001 DIMENSION Y(41),A(41),P(41),AP(2),A0(2)
0002 DIMENSION Y4(41),T(29),41),V(29),41)
0003 DIMENSION AK(41),BK(41),BC(41),Z(41)
0004 DIMENSION AN(41),CK(41),Y3(41),ZZ(41)
0005 READ 7,FDL,D1,W,TBX,TOK,TBP
0006 READ 7,A1,U1,T1,A2,U2,T2,A3,U3,T3,A4,B4
0007 READ 7,X1,X2,X3,C2,I1,I4,X6,M9
0008 READ 7,X8,TSN,ALFB
0009 READ 8,N
0010 4 FORMAT(1X/2X,3F12.4,17)
0011 5 FORMAT(1X/2X,3F12.4)
0012 6 FORMAT(1X/1X,5F12.5)
0013 7 FORMAT(F12.5)
0014 8 FORMAT(1.6)
0015 WRITE(3,5)FDL,D1,W,TBX,TOK
0016 WRITE(3,5)TBP,A1,U1,T1,A2
0017 WRITE(3,5)U2,T2,A3,U3,T3
0018 WRITE(3,5)A4,B4,X1,X2,I3
0019 WRITE(3,5)E2,I1,X4,X6,M9
0020 WRITE(3,4)X8,TSN,ALFB,P
0021 SALEG=1.
0022 IF(MB.LE.8.)SALEG=2.
0023 F1=01/2.
0024 F2=02/2.
0025 IF(I1.LE.0.)X4=1.
0026 IF(I3.NE.0.)JA=1.
0027 IF(MB.LE.0.)ALFB=1.
0028 P=MB*X6/ALFB*(TSN*X6)/X8
0029 PZ=EDL/FLOAT(IN-1)
0030 PZ=ZM/M1
0031 P1=1./20.
0032 Y1=TBX-TOK)
0033 Y2=X1*W*W
0034 IF(A3.LT.0.)GO TO 221
0035 E1=08.
0036 IF(E1.GE.TBPIGO TO 221
0037 E2=X2*EXP(-U2*(E1-T2))
0038 E3=X3*EXP(-U3*(E1-T3))
0039 E4=X4-E1+B4
0040 E5=(E2/0.)*(16.*E4+.1/E4)**E4
0041 S=1.5*(3.*E4+.1)**2.
0042 E6=5/1(2.*E4+.1)*(5.*E4+3.1)
0043 E7=(E3*(C1/I1+.04)/L5
0044 E8=1.*E4**0.2.-E4*.X1/E5
0045 E9=1.2.*E4+.1**2.*E7+E6*(3.*E4+.1)/4.
0046 E10=E1*.8./(3.*E4+.1)*E4*SGRT(E9)
0047 E11=E0*(0.*E10)*E0
0048 S=E3**1(2.-E4)/E4*DL1*(1*X1
0049 E12=S*E0/(E9**12./E4)
0050 S3=.2235.-874.*E4*.L120*(0.875-L4-0.813)
0051 IF(I11.E.S3)GO TO 227
0052 REK=X1.E11*S3)/2.
0053 TNR=E1
0054 GO TO 212
0055 227 E1=X1*0.1
0056 GO TO 229
0057 221 REK=X23*M9.
0058 TNR=T1*(1./U1)*ALOG((REK*A1)/(W*O1*A1))

```

```

0059      212 CJ=02+2.*T1
0060          IF(0ALEC.GT.1.)ALF2=11.6+6.96*SQR(X6)
0061          IF(1ALEC.GT.1.)GO TO 41
0062          IF(11.LE.D.)GO TO 40
0063          S=C3/D2
0064          SS=4.*M0/D3
0065          S=ALOG(S)
0066          SS=ALOG(SS)
0067          ALF2=2.*X4*X6/(D2*(X6+X4+SS))
0068          GO TO 41
0069      40 S=2.*M0/D2
0070          SS=SQR(S+S-1.)
0071          S3=ALOG(S+SS)
0072          ALF2=2.*X6/(D2+SS)
0073      41 XX12=0.0276+C1**3.*X1**2.
0074          XX10=X2/X3
0075          XX11=C1/M
0076          SMT=(D1/12.*X4)**ALOG(C3/D2)
0077          S=D./(ALF2+D2)+SMT
0078          AKS=1./S
0079          SPP=12.*AKS/(M-F1*X1**3)
0080          EE1=(X3)/(AKS*X1)**(X1**0.4)**3.
0081          EE2=8.024*M0*M=X1*MZN/R1
0082          E1=M.
0083          TSD.A=0.
0084          J=1
0085          ANN=1
0086          TN=104
0087          IF(1KR.CE.TBX)GO TO 204
0088      204 CJ=1
0089          ANN=0
0090          CL=FLOAT(J-1)*MZF
0091          IF(0L.GT.E0)GO TO 30
0092          TS=10K*Y1*EXP(-SPP*CL)
0093          TS1=TS
0094          TS2=TS
0095          E1=(TN-TS1)/2.
0096          IF(1J.CE.TBP)GO TO 153
0097          E2=A2*EXP(-U2*(E1-1))
0098          E3=A3*EXP(-U3*(E1-1))
0099          E4=A4+E1+B4
0100          E5=(E2/0.1)*((16.*E4+2.)/E4)**E4
0101          S=1.5*(3.*E4+1.)**2.
0102          E6=S/(12.*E4+1.)*(5.*E4+3.)
0103          S=E3*((12.-E4)/E4)*C1*(1*X1
0104          ME=S*E6/(E5*(2./E4))
0105          IF(ME.LT.1300000.)GO TO 150
0106          E1=E1+EE2
0107          GO TO 163
0108      153 ME=0.
0109      154 IF(1N.LT.TBP)GO TO 191
0110          E2=A1*EXP(-U1*(TN-T1))
0111          E3=M.
0112          E4=1.
0113          GO TO 152
0114      191 E2=A2*EXP(-U2*(TN-T2))
0115          E3=A3*EXP(-U3*(TN-T3))
0116          E4=A4*TN+B4
0117      192 E5=(E2/0.1)*((16.*E4+2.)/E4)**E4
0118          S=1.5*(3.*E4+1.)**2.
0119          E6=S/(12.*E4+1.)*(5.*E4+3.)
0120          E7=(E3*(D1/M)**0.4)/E5

```

```

0121      E8=U1**F4***(2.-E4)*X4/E5
0122      E9=(2.*E4+1.)**2.*E7*E4**13.*(E4+1.)/4.
0123      E10=E7*(8./13.*E4+1.)***(E4+SQR7(E9))
0124      E11=E8*(8./E10)*E6
0125      IF(E3.LE.0.)GO TO 155
0126      S=E3**+(2.-E4)/F4)*C1**X1
0127      E12=S+E6/(E5**12./E4))
0128 155 IF(IRE.GE.2000.)GO TO 156
0129      IF(E13.LE.T.THP)GO TO 162
0130      F2=2.54*E1*EXP(U1*(TN-TOK)/4.)
0131      E2=E2*(E1**(-0.25))
0132      AP(1)=-U1*(TN-TOK)/4.
0133      AP(2)=-U1*(TS-TOK)/4.
0134      GO TO 157
0135 162 E2=2.54*E1*EXP(U2*(TN-TOK)/4.)
0136      E2=E2*(E1**(-0.25))
0137      AP(1)=-U2*(TN-TOK)/4.
0138      AP(2)=-U2*(TS-TOK)/4.
0139      GO TO 157
0140 156 E3=0.49*(E12**(-0.1))
0141      UU=U2
0142      IF(E13.GE.TCP)(UU=U1
0143      BB=U3
0144      IF(E13.GE.TBP)BB=U.
0145      F4=(3*UU+12.*UU-BB)/4.
0146      E=13.75*E1*(E12**(-0.25))
0147      E2=S*(E11**(-E3))*E4*(TN-TOK))
0148      AP(1)=-F4*(TN-TOK)
0149      AP(2)=-F4*(TS-TOK)
0150 157 CO 160 1=1.2
0151      SS=AP(1)
0152      AD(1)=0.57721*ALOG(-SS)+SS
0153      E3=1.
0154      E7=4.
0155      E8=SS=SS/4.
0156 161 AD(1)=AD(1)+E7*E8
0157      SS=AD(1)
0158      S=E8*E3
0159      E3=0.3+1.
0160      E7=(S/E3)*(AP(1)/E3)
0161      S=E7*E3
0162      E3=0.3+1.
0163      E8=(S/E3)*(AP(1)/E3)
0164      E4=ABS((E7+E8)/SS)
0165      IF(E4.GE.0.01)GO TO 161
0166 162 CONTINUE
0167      E1=E1+E2*(AD(1)-AD(2))
0168 163 CP=PI
0169      TN=15
0170      IF(TS.GT.TKR)GO TO 202
0171 200 TS=(TN-TOK)/Y1
0172      CO 15 1=21.41
0173      T(K,N,1)=TS
0174 21 Y(1)=1.-FLGA*(1-21)*M1
0175      TBP=(TBP-TOK)/Y1
0176      U1=-U1*11
0177      U2=-U2*11
0178      U3=-U3*11
0179      B4=44+A4*TOK
0180      A4=24*Y1
0181      T1=(11-TOK)/Y1
0182      T2=(12-TOK)/Y1

```



```

0130      T3=(T3-TOK)/Y1
0131      Y11=R.499
0132      Y12=0.501
0133      Y7=(X3*X1/X2)*W*R1
0134      IF(A3.GT.B.) Y7=(X3*525.)*X1/X2)*W*R1
0135      Y10=MZ/(M1*W1)
0136      CU 26 I=22.40
0137      Y3(1)=Y7*Y(1)
0138      AK(1)=Y10*Y(1)
0139      BK(1)=Y10*Y(1+1)
0140
0141 26 Y4(1)=AK(1)+BK(1)
0142      Y15=0.
0143      AF=1000.
0144      IF(A3.LE.0.OR.TS.GZ.YBP) GO TO 90
0145      SP=A3*EXP(U3*(TS-T2))
0146      QMS=W*3.1416*R1*P1
0147      SS=A2*EXP(U2*(TS-T2))
0148      Y8=10.0246*QMS*(SS/X1)/(12.*R1**4.)
0149      Y0=Y8*(1.632*SP)/(6.*X1*R1)
0150      GO TO 91
0151
0152 90 IF(TS.GE.TBP) GO TO 12
0153      S=A4*TS+B4
0154      SS=A2*EXP(U2*(TS-T2))
0155      GO TO 11
0156
0157 12 S=1.
0158      SS=A1*EXP(U1*(TS-T2))
0159
0160 11 Y9=(1.+3.*S)/S1**S+SS
0161      Y0=Y8/(X1*W**12.-S1**R3**S)
0162
0163 91 DO 1 J=NHN,N
0164      CJ=CJ+1
0165      CU 13 I=21.41
0166      IF(T1(J).GE.TBP) GO TO 14
0167      S=A4*T(J,1)+B4
0168      SS=A2*EXP(U2*(T(J,1)-T2))
0169      GC(1)=A3*(EXP(U3*(T(J,1)-T2)))/Y2
0170      GO TO 16
0171
0172 14 S=1.
0173      SS=A1*EXP(U1*(T(J,1)-T1))
0174      GC(1)=S.
0175
0176 16 Z(1)=(X1/SS)*(R1**6)*(W**12.-S1)
0177      CK(1)=Z(1)-Y(1)
0178      GC(1)=Z(1)+GC(1)
0179
0180 13 AN(1)=1./S
0181      Y14=B.
0182
0183 23 Y9=Y0/2.
0184
0185 10 CU 17 I=21.41
0186      Z(1)=Y8+CK(1)-GC(1)
0187      IF(Z(1).LE.0.) GO TO 18
0188      Z(1)=Z(1)*AN(1)
0189      GO TO 17
0190
0191 15 Z(1)=0.
0192
0193 17 CONTINUE
0194      S=(Z(23)+Z(25)+Z(27))/2.
0195      SS=(Z(22)+Z(24)+Z(26)+Z(28))/4.
0196      CU 10 I=31.41*2
0197      S=S+2.*Z(1-2)
0198      SS=SS+4.*Z(1-1)
0199
0200 18 ZZ(1)=0.05*(Z(17)+Z(1)+3*SS)/3.
0201      CU 19 I=23.29*2
0202      S=S-2.*Z(1)
0203      SS=SS-4.*Z(1-1)
0204
0205 19 ZZ(1)=ZZ(1)-(0.25*(Z(1)+Z(41)+S*SS))/W.

```

```

0245      Z(21)=9.
0246      GO 21 I=23,41,2
0247 21  Z(1)=Z2(1)
0248      CO 20 I=22,40,2
0249 20  Z2(1)=Z(1+1)-Z(1-1)
0250      CO 48 I=22,38,2
0251      S=Z(1-1)+0.5*Z2(1)
0252      Z(1)=S-0.125*(Z2(1)-Z(1))
0253      IF(Z(1).GE.0.) GO TO 48
0254      Z(1)=S
0255 48  CONTINUE
0256      S=0.5*Z(40)+0.125*(Z2(38)-Z2(40))
0257      Z(40)=Z(41)-S
0258      CO 49 I=21,41
0259 49  Z2(1)=Y(1)*Z(1)
0260      S=0.
0261      SS=Z2(22)
0262      CO 24 I=23,39,2
0263      S=S+Z2(1)
0264 24  SS=SS+Z2(1+1)
0265      Y13=0.05*(Z2(21)+Z2(41)+2.*S+4.*SS)/3.
0266      IF(Y13.GT.Y11.AND.Y13.LT.Y12) GO TO 27
0267      IF(Y14.LE.0.) GO TO 36
0268      IF(Y13.LE.Y11) GO TO 34
0269 35  Y8=Y8-Y9
0270      Y14=Y13
0271      GO TO 10
0272 34  Y8=Y8+Y9
0273      Y14=Y13
0274      GO TO 10
0275 36  IF(Y13.LE.Y11.AND.Y14.LE.Y12) GO TO 34
0276      IF(Y13.LE.Y11.AND.Y14.GE.Y12) GO TO 46
0277      IF(Y13.GE.Y11.AND.Y14.GE.Y12) GO TO 35
0278      Y9=Y9/2.
0279      GO TO 35
0280 46  Y9=Y9/2.
0281      GO TO 34
0282 27  CO 51 I=21,41
0283 31  V(J,1)=Z(1)
0284      CO 29 I=21,41
0285 29  Z(1)=V(1)+T(J,1)*V(0,1)
0286      S=0.
0287      SS=Z(22)
0288      CO 28 I=23,39,2
0289      S=S+Z(1)
0290 28  SS=SS+Z(1+1)
0291      TF=0.1*(Z(21)+Z(41)+2.*S+4.*SS)/3.
0292      TT=TF
0293      IF(TT.GE.TDP) GO TO 54
0294      SF=A4+TT+B4
0295      SSF=A2*EXP(U2*(TT-T2))
0296      GGF=A3*EXP(U3*(TT-T3))
0297      GO TO 56
0298 54  SF=1.
0299      SSF=A1*EXP(U1*(TT-T1))
0300      GGF=0.
0301 56  TT=1/(J,21)
0302      IF(TT.GE.TBP) GO TO 64
0303      S=A4+TT+B4
0304      SSN=A2*EXP(U2*(TT-T2))
0305      GGN=A3*EXP(U3*(TT-T3))
0306      GO TO 64

```

```

0307      64 SW=1.
0308      JSW=A1*EXP(U1*(TT-T1))
0309      GCW=0.
0310      NN=1
0311      60 XX1=(SSW/B.)+(16.*SW+2.)/SW+0.5H
0312      XX2=2.*SW+1.
0313      XX3=3.*SW+1.
0314      XX4=5.*SW+3.
0315      XX4=1.5*XX3+XX3/(XX2+XX4)
0316      XX5=GCW+XX1+0.54/XX1
0317      XX6=XX2**2.+XX5*GCW+XX3/4.
0318      XX6=SW*SQRT(XX6)
0319      XX7=XX5+.18./XX3)+XX6
0320      XX8=XX1+0.1.-SW)
0321      IF(NN.EQ.2)GO TO 57
0322      NN=2
0323      PRW=(XX1/XX10)+XX8+XX7/(8.+XX4)
0324      SW=57
0325      SSW=SSW
0326      GCW=GCW
0327      GO TO 60
0328      57 PRF=(XX1/XX10)*XX8+XX7/(8.+XX4)
0329      PEF=D1*SW+0*(2.-SW)+X1/XX1
0330      REF=REF+(8./XX7)*XX4
0331      S=ABS(TF-T(J,21))
0332      IF(S.LT.1.)S=1.
0333      GRF=XX12*Y1+S/((XX1+XX6)**2.)
0334      GRF=GRF+(8./XX7)**2.+XX5**2.
0335      X21=(REF+PEF)**0.33
0336      X22=(GRF+PRF)**0.1
0337      X23=(PRF/PRW)**0.25
0338      IF(ALF1.GT.AF)ALF1=AF
0339      AF=ALF1
0340      ANU=0.15*X21+X22*X23
0341      ALF1=ANU+X2/C1
0342      X24=1./ALF1+D1/(ALF2+DB)+SWT
0343      AKS=1./X24
0344      A(22)=X2/(X2+AKS*R1+H1)
0345      B(22)=0.
0346      DO 50 I=22,40
0347      S=Y3(I)=Y(J,I)
0348      CK(I)=Y4(I)*S
0349      50 GC(I)=S*T(J,I)
0350      DO 57 I=22,40
0351      II=I+1
0352      S=CK(II)-A(II)+AK(II)
0353      A(II)=BK(II)/S
0354      57 E(II)=(AK(II)+B(II)+GC(II))/S
0355      GC(41)=B(41)/(1.-A(41))
0356      Y=41
0357      33 KK=K+1
0358      GC(KK)=A(KK)+GC(K)+B(KK)
0359      K=K+1
0360      IF(K.GT.21)GO TO 33
0361      DO 22 I=2,41
0362      22 T(J,I)=GC(I)
0363      Y15=Y15+Y8
0364      TSI=TSK+Y1+YF
0365      1 CONTINUE
0366      CP=E1+2.*Y15+HZ+Y2
0367      TSONA=0.
0368      DO 69 I=22,41

```

```

0369      3*Y(N,1)
0370      IF(S.GT.0.)GO TO 70
0371      TSONA=TSONA+H1
0372      59 CONTINUE
0373      70 TSONA=TSONA+H1
0374      CU 42 I=21,42
0375      42 Z(1)=Y(1)+T(N,1)
0376      S=S+Z(1)
0377      SS=Z(22)
0378      CO 43 I=23,39,2
0379      S=S+Z(I)
0380      43 SS=SS+Z(I+1)
0381      S=S+.1*(Z(21)+Z(41)+2.*Z(4)+4.*SS)/3.
0382      1S2=TOK+Y1+8
0383      32 CONTINUE
0384      WRITE(3,4)ECL,CP,TSONA,TS1,TS2
0385      STOP
0386      END

```

ПРИМЕР.

140.00.0000	0.9900	0.4100	60.0000	15.2000
41.0000	1.0300	0.0000	0.0	20.9000
0.0550	0.0	07600.0000	0.3100	0.0
0.0114	0.5200	000.0000	0.1300	1955.2000
1.0200	0.0	0.0040	0.0000	1.3000
0.0000	0.0	15.0000	141	
140.00.000	575027.063	0.190	40.490	20.000

END TO:ASIK

ЛИТЕРАТУРА

1. Кусачков М.М. "Методы определения физико-химических характеристик нефтяных продуктов", ОНТИ НКТП СССР, М.-Л., 1936.

2. Чижельник В.Ф., Кедрова Р.И. "Состав твердых парафинов нефтей Куйбышевской области", В сб. "Борьба с отложениями парафина", "Недра", М., 1965.

3. Акумов Г.Г. "Азербайджанские нефти", АН АзССР, Баку, 1961.

4. Павлова С.Н. и др. "Нефти восточных районов СССР", Гос-топтехнадат, М., 1962.

5. Павлова С.Н. и др. "Новые нефти восточных районов СССР", "Химия", М., 1967.

6. Губин В.Е., Скрипняков Ю.В. "Неизотермическое течение вязкопластичной нефти по трубопроводу", Труды КНИИСПНефть, вып.9, Уфа, 1972.

7. Губин В.Е., Скрипняков Ю.В. "Переход от структурного режима к турбулентному при течении вязкопластичной жидкости в трубах", "Нефтяное хозяйство", № 8, 1972.

8. Чугунов П.И., Ковсолов Б.Э. "Транспортные свойства вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам", "Недра", М., 1973.

9. Кривовильям Е.Д., Агапкин В.М., Давыдов А.Д. "Способы проектировки и эксплуатации трубопроводов в условиях вязкой среды", "ЭНИМСБЕТ", М., 1975.

10. Харан В.Т. "Теплообмен в трубопроводе при установившемся режиме перекачки подогретой нефти", Известия БУЗов, Нефть и газ, № 5, 1976.

11. Губин В.Е., Саханевич В.М. "О коэффициенте теплоотдачи горячего подземного трубопровода в стационарном режиме", Труды КНИИСПНефть, вып. XII, Уфа, 1974.

12. Яслонский В.С., Белоусов В.Ц. "Проектирование нефтегазопроводов", Гостехиздат, М., 1959.
13. Тернякин В.И. "Перекачка вязких и застывающих нефтей", Гостехиздат, М., 1959.
14. Хижняков С.В. "Практические расчеты тепловой изоляции", Госэнергоиздат, М.-Л., 1959.
15. Зеллинсон Н.М., Шпеер М.Г. "Тепловая изоляция трубопроводов тепловых сетей", Госэнергоиздат, М.-Л., 1962.
16. Кутателадзе С.С., Борянский В.М. "Справочник по теплопередаче", Госэнергоиздат, М.-Л., 1956.
17. Рубин В.Е., Скрипников Ю.Б. "Турбулентное течение вязкопластичной жидкости в круглой трубе", Трубы ВНИИСПНефть, вып. XI, Уфа, 1973.
18. Харян В.Т. "Гидравлический расчет стационарной перекачки подогретой вязкопластичной нефти по трубопроводу", ВНИИТИ, 1820-75 Деп.
19. Харян В.Т. "Температурно-динамическое развитие течения вязкопластичной жидкости в переходном участке круглой трубы", Труды МИНХиП им.Н.М.Гусаква, вып. II3, 1975.
20. Миллин Э.А. "Расчет неизотермического течения неньютоновской жидкости в круглой трубе", ВНИИТИ, 2326-77 Деп.
21. Корн Г. и Корн Т. Справочник по математике, "Наука", М., 1970.
22. Титов Н.С. "Расчет характеристик ламинарного неизотермического течения нелинейновязкопластичной нефти в трубопроводе". Труды ВНИИСПНефть, вып. XX, Уфа, 1978.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	<u> </u>
Перечень условных обозначений	<u> 4 </u>
Исходные данные для расчета	<u> 8 </u>
Определение границ участков с различными режимами течения	<u> 11 </u>
Тепловой расчет на турбулентном участке	<u> 13 </u>
Гидравлический расчет турбулентного участка	<u> 16 </u>
Тепловой и гидравлический расчет ламинарного участка	<u> 17 </u>
Примеры расчета	<u> 19 </u>
Приложения	<u> 30 </u>
Литература	<u> 44 </u>

М Е Т О Д И К А
РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ
В "ГОРЯЧЕМ" НЕФТЕПРОВОДЕ
РД 39-30-480-80

Издание ВНИИСПНефти
450055, г.Уфа-55, пр.Октября, 144/3

Подписано к печати 5.02.81 ПО 3143

Формат 60x90 1/16 Уч.-изд.л. 2, 1 Тираж 180 экз. Заказ 39

Готовириит ВНИИСПНефти